

1

Introdução

1.1. Descrição do problema

Um meio poroso é composto basicamente de um esqueleto sólido e fluido (no caso de poços de petróleo os fluidos são: água; gás; óleo ou então a combinação destes). A resposta mecânica do meio poroso pode ser alterada devido à presença de fluido e inversamente, a resposta do fluxo de fluido pode ser alterada devido às modificações no comportamento mecânico do meio poroso. Estes fenômenos acoplados, no comportamento do meio poroso, têm um caráter transiente.

De uma forma geral, os problemas relacionados à análise das respostas de poços de petróleo, estão ligados aos efeitos físicos, químicos ou de temperatura. Esses mecanismos por sua vez não devem ser tratados de forma isolada, dado os efeitos que causam uns aos outros. O acoplamento desses efeitos é de grande importância para uma predição das respostas envolvidas nos problemas de análise de tensões, pressões, saturações, regiões danificadas, entre outras, em poços de petróleo.

Um poço de petróleo, durante sua vida útil, passa por diferentes fases. Num primeiro momento dá-se ênfase à avaliação das questões relativas à estabilidade do poço, numa etapa seguinte, a ênfase é voltada a fatores relacionados à produção.

Os problemas de instabilidade, verificados na grande maioria das vezes na fase de perfuração do poço, podem ocorrer devido à alteração das tensões *in situ*. O meio poroso onde se efetua a perfuração de um poço de petróleo encontra-se em estado de equilíbrio. Ao se iniciar o processo de perfuração, devido à retirada de material sólido, o estado de equilíbrio é perturbado. Busca-se restabelecer o estado inicial de equilíbrio substituindo o material retirado por um fluido (fluido

de perfuração). Entretanto, a pressão que o fluido de perfuração exerce sobre a parede do poço dificilmente reproduz exatamente o estado de tensões original.

Nesse novo cenário, verifica-se geralmente, uma concentração de tensões na região ao redor do poço, que se estende desde a parede até uma distância equivalente a alguns diâmetros de poço. Além de uma zona de concentração de tensões, algumas propriedades mecânicas do meio podem ser alteradas devido a essas modificações. Outra consideração refere-se à possibilidade do fluido de perfuração reagir quimicamente com a formação porosa, alterando as propriedades do meio ou penetrando no meio poroso, alterando a pressão de poros na região adjacente ao poço.

Estabelecido esse panorama durante a perfuração, apontam-se dois mecanismos principais que levam à perda de estabilidade de poços. Num primeiro mecanismo, classifica-se a perda de estabilidade por tração. Esse mecanismo, representa o evento em que tensões de tração ultrapassam a resistência à tração do material que compõem o meio poroso, causando assim a ruptura da formação. Num segundo mecanismo, classifica-se a perda de estabilidade por cisalhamento, também referenciado como perda de estabilidade por compressão. Esse mecanismo geralmente contempla os aspectos relacionados ao aparecimento de regiões plastificadas. Tanto a perda de estabilidade por tração quanto à perda de estabilidade por cisalhamento, dividem-se em dois modos distintos, modo inferior e modo superior. O primeiro modo, refere-se ao que ocorre quando a pressão do fluido de perfuração é baixa. Já o segundo, ocorre quando a pressão do fluido de perfuração é excessivamente alta.

Na etapa de produção, problemas de produção de areia, dano no revestimento do poço, produtividade baixa, entre outros, geralmente são verificados. A mudança de fluxo monofásico para fluxo bifásico também se dá geralmente nessa fase, seja pela chegada de um frente de água devido à injeção (procedimento corriqueiramente empregado) ou pela entrada de água advinda das proximidades do poço.

A entrada de água pode alterar algumas propriedades do meio poroso, devido principalmente a reações químicas. As condições de produção do poço também podem ser alteradas, uma vez que além de óleo o poço passará a produzir água. Além disso, o meio poroso, que se encontrava em equilíbrio, com comportamento de fluxo permanente, passa mais uma vez a apresentar respostas

de caráter transiente, verificando-se alterações nos campos de tensões e pressões, que por sua vez podem gerar outros danos, tanto na formação quanto no revestimento do poço.

Em geral, a análise das respostas de poços é realizada de forma determinística em relação às propriedades mecânicas e hidráulicas do meio poroso. No entanto, sabe-se que os meios porosos e em particular rochas sedimentares, mostram heterogeneidades tanto em micro, meso e macro-escala. Essas heterogeneidades produzem variabilidade nas propriedades mecânicas e hidráulicas dos meios porosos. Essa variabilidade mostra em geral um caráter espacial pronunciado. Dessa forma, as respostas, tais como deslocamentos, poro pressões, graus de saturação, tensões e região plastificada ou danificada, são também aleatórias, podendo ser expressas em termos de valores médios, dispersões e probabilidades de ocorrência.

Da mesma forma, a análise de estabilidade de poços é usualmente realizada de forma determinística, estimando-se uma janela operacional de valores de pressão de fluido de perfuração. Os modelos geralmente usados para essa finalidade são soluções analíticas simplificadas ou análises numéricas não muito sofisticadas com o método dos elementos finitos. Como executado hoje em dia, os resultados dessas análises podem apresentar discrepâncias quando comparados com o comportamento real observado nos poços de petróleo. Uma vez que as propriedades do meio são aleatórias e que as respostas, por esse motivo, também apresentam variações, pode-se pressupor que os critérios de estabilidade, descritos geralmente em função das respostas do problema entre outras hipóteses, também apresentam variabilidade, gerando com isso, limites operacionais de pressão de fluido de perfuração também aleatórios. Dadas essas características, análises probabilísticas de estabilidade de poços podem ser efetuadas.

1.2. Revisão bibliográfica

A modelagem probabilística, no contexto hidrológico impulsionou-se no trabalho de Freeze (1975), embora Shvidler (1962) e Matheron (1967) tivessem, *apud* Dagan (2002), apresentado desenvolvimentos teóricos sobre esse assunto em seus trabalhos.

De acordo com Dai (2004), a modelagem probabilística de problemas hidrológicos se consolidou com os estudos de Dagan (1982), sendo esses, base para trabalhos realizados por Gelhar (1993), Neumann (1997), Rubin (1997), Rubin *et al* (1999) e Zhang (2002).

Dagan (2002) também cita que a modelagem probabilística de problemas hidrológicos se desenvolveu consideravelmente nas duas últimas décadas e muito conhecimento tem se acumulado. Entretanto, apesar desse desenvolvimento, ainda não se tornou rotina a inclusão desse conhecimento nas ferramentas de modelagem hidrológica.

Conforme Glasgow *et al* (2003), vários tipos de aproximações vem sendo propostas para incorporar as incertezas inerentes aos parâmetros hidráulicos na modelagem de problemas hidrológicos. Grande parte dessas aproximações e procedimentos são apresentados no trabalho de Gelhar (1993) e nas publicações de Rubin (2003) e Zhang (2002).

Segundo Jain *et al* (2002), Lu e Zhang (2003) e Dagan (2002), as aproximações mais difundidas são as de simulação e os métodos de perturbação.

O método de Monte Carlo destaca-se dentre os métodos de simulação. O Método de Monte Carlo é um método conceitualmente direto. A principal vantagem da utilização do método de Monte Carlo é de acordo com Jain *et al* (2002), Lu e Zhang (2003), a sua aplicação tanto a problemas lineares quanto a problemas não lineares. As vantagens do método de simulação de Monte Carlo apontadas por Dagan (2002) referem-se à simplicidade conceitual do método, generalidade e a simples caracterização da solução.

Os métodos de simulação requerem um grande número de análises determinísticas. Posteriormente, com o processamento dessas informações são obtidas respostas estatísticas e probabilísticas. A necessidade de um elevado número de análises gera um considerável acréscimo no esforço computacional.

Os métodos de perturbação por sua vez, apresentam-se como aproximações razoáveis para problemas com pequena variabilidade. Além dessa limitação, necessitam de análises de sensibilidade, que para determinadas classes de problemas podem tornar essa aproximação também muito dispendiosa computacionalmente. Os métodos de perturbação fornecem respostas estatísticas, sobretudo os dois primeiros momentos, respostas probabilísticas não são obtidas

com esses métodos. Conforme Alvarado *et al* (1998) e Hart (1982), os métodos de perturbação diferenciam-se basicamente pela forma de linearização das equações.

Uma série de alternativas deriva das formas originais dessas aproximações, buscando-se com isso, formas mais eficientes e apropriadas de solução das equações envolvidas. Citam-se entre essas alternativas os métodos de simulação com expansão de Neumann, sugerido em Ghanem e Spanos (2003) e expansão de Karhunen-Loeve, como apresentado por Chen *et al* (2005).

Ao se considerar os tipos de problemas hidrológicos analisados contemplando-se a variabilidade dos parâmetros envolvidos, salienta-se que se tem dado grande ênfase à modelagem probabilística de problemas de fluxo e transporte, sendo ainda pouco explorada a análise probabilística de problemas acoplados, principalmente no que tange a análise de estabilidade de poços de petróleo e problemas de acoplamento com fluxo bifásico.

Zhang e Lu (2003), propuseram uma aproximação por perturbação de alta ordem para fluxo em meios porosos heterogêneos e saturados, comparando os resultados obtidos com diferentes métodos de simulação. Chen *et al* (2005), apresentaram a modelagem estatística do problema de fluxo bifásico em meios porosos considerando a variabilidade da permeabilidade intrínseca e da porosidade. Ghanem e Dham (1998) realizaram análises estatísticas para problemas de fluxo em meios porosos heterogêneos usando o método de elementos finitos, sendo adotada a permeabilidade intrínseca do meio poroso com variabilidade espacial. Wu *et al* (2003), apresentaram um procedimento numérico para problemas tridimensionais de fluxo e transporte de solutos em meios com condutividade não estacionária. Amir e Neuman (2004) apresentaram uma aproximação para solução do problema de fluxo em regime transiente considerando as incertezas das propriedades dos solos. Jain *et al* (2002) modelaram o fluxo de fluido através de meios porosos utilizando o método de Monte Carlo. Lu e Zhang (2003) também utilizaram o método de Monte Carlo para efetuar análises de problemas de fluxo e transporte em meios porosos. Entretanto, utilizaram a idéia do método de importância, que considera que algumas propriedades aleatórias do meio são mais significativas que outras. Fossereau *et al* (2000) desenvolveram soluções analíticas para prever o transporte de solutos inertes em meios porosos heterogêneos parcialmente saturados sujeitos a condições de contorno aleatórias.

Como citado anteriormente, apesar do grande número de publicações relacionadas à análise probabilística em meios porosos, não tem sido despendido grande esforço em problemas que envolvem o acoplamento fluido mecânico. Pode-se nesse sentido, citar os trabalhos de Frias *et al* (2001 e 2004). Frias *et al* (2001) apresentaram uma modelagem computacional estocástica da compactação e subsidência de reservatórios devido à retirada de fluido, considerou-se nesse estudo a variabilidade espacial da permeabilidade intrínseca do meio poroso. Frias *et al* (2004), trataram esse mesmo problema, considerando entretanto, a hipótese de grandes comprimentos de correlação e características fractais para a permeabilidade intrínseca do meio poroso.

Assim como se verificou para o estudo de problemas de acoplamento fluido mecânico é bastante restrita a consideração de incertezas na análise de estabilidade de poços de petróleo. Poucos foram os estudos efetuados nesse sentido, podendo-se citar os trabalhos de Dumans (1995), Morita (1995), Fontoura *et al* (2002) e Mos *et al* (2003). A respeito desses trabalhos salientam-se aspectos como a utilização de procedimentos e hipóteses bastante simplificadas para realização das análises, desconsideração da variabilidade espacial e da correlação entre as variáveis aleatórias.

1.3. Escopo do trabalho

Apresentado o cenário a respeito dos problemas envolvidos e dos estudos efetuados para consideração da variabilidade na análise de poços de petróleo, se desenvolve esse estudo.

Propõe-se o desenvolvimento de procedimentos de análise numérica, utilizando elementos finitos, de processos fluido mecânicos acoplados, monofásicos e bifásicos, que levem em conta a variabilidade espacial de propriedades hidráulicas e mecânicas e a variabilidade das condições iniciais de tensões e pressões. Efetiva-se o desenvolvimento desses procedimentos através da implementação de um programa de computador. Nesse estudo, empregam-se os procedimentos numéricos desenvolvidos, em duas fases distintas. Na análise probabilística da estabilidade de poços e na análise estatística durante a produção, considerando o acoplamento fluido mecânico com fluxo bifásico. As figuras

seguintes ilustram de forma simplificada os problemas a serem analisados. A Figura 1.1 mostra o esquema de um poço vertical para análise probabilística da estabilidade.

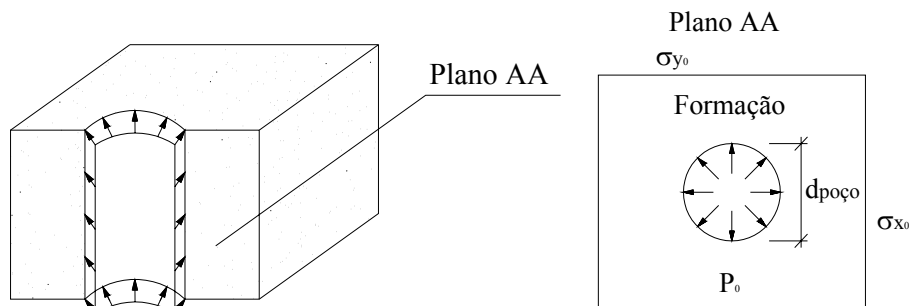


Figura 1.1 Poço vertical para análise probabilística da estabilidade

A Figura 1.2 apresenta o esquema de um poço horizontal, com revestimento metálico e *gravel pack*, na fase de produção.

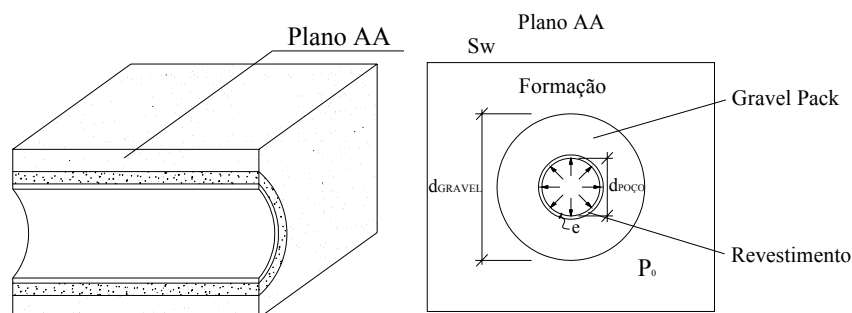


Figura 1.2 Poço horizontal para análise estatística considerando fluxo bifásico

A análise considerando o acoplamento fluido mecânico com fluxo monofásico se aplicará para obtenção de respostas estatísticas e para análise probabilística da estabilidade de poços. Salienta-se que não é objetivo do trabalho indicar ou estabelecer critérios de falha, e sim empregar alguns critérios usualmente utilizados para descrever a perda de estabilidade de poços. Também não é objetivo do estudo determinar quais os modelos constitutivos que melhor descrevem o comportamento dos meios porosos.

A análise considerando o acoplamento fluido mecânico com fluxo bifásico será efetuada para verificação de alguns efeitos gerados pela entrada de água no meio poroso além de se avaliar os efeitos da variabilidade espacial das

propriedades nessas respostas. Nesse item não são discutidos aspectos a respeito das possíveis formas de descrição das tensões efetivas, sendo apenas apresentadas as hipóteses adotadas nesse trabalho.

A fim de situar de maneira objetiva esse estudo no que se refere aos acoplamentos envolvidos, cita-se que não se contemplam os acoplamentos referentes aos fenômenos químicos e de temperatura. Agora, com os objetivos do trabalho estabelecidos, apontam-se as principais contribuições desse estudo, acentuando-se algumas diferenças em relação a outros trabalhos já realizados.

- Consideração do acoplamento fluido mecânico e da variabilidade espacial de propriedades hidráulicas e mecânicas. De forma geral, os estudos já desenvolvidos, que levam em conta a variabilidade espacial, ou tratam dos problemas de fluxo ou tratam dos problemas mecânicos. A consideração do acoplamento fluido mecânico com fluxo monofásico é tratada em poucos trabalhos, não sendo nesses casos, empregada para análise da estabilidade de poços de petróleo. A consideração do acoplamento fluido mecânico com de fluxo bifásico em conjunto com a consideração da variabilidade espacial é praticamente inexistente.
- Estudos relacionados aos métodos para obtenção das respostas estatísticas dos problemas de acoplamento tratados nesse trabalho.
- Apresentação e avaliação de diferentes procedimentos numéricos para solução dos problemas de acoplamento fluido mecânico (monofásico e bifásico).
- Avaliação dos valores limites de pressão interna na análise da estabilidade de poços de petróleo, considerando critérios probabilísticos de estabilidade. De maneira geral, os estudos já efetuados nesse sentido, utilizam procedimentos de análise simplificados e desconsideram a variabilidade espacial das propriedades. No presente trabalho, além da consideração de critérios probabilísticos de estabilidade e da variabilidade espacial das propriedades, descreve-se um procedimento numérico para determinação automática dos valores limites de pressão interna.

Inicialmente apresentam-se no capítulo 2 as equações e as considerações utilizadas para a descrição do problema poroelastoplástico sob uma visão

determinística. Descrevem-se as equações governantes dos problemas de fluxo trifásico e os casos particulares de fluxo bifásico e monofásico em meios porosos deformáveis. Num passo seguinte, descrevem-se essas equações segundo o método dos elementos finitos e alguns tópicos como discretização no tempo e suas propriedades são discutidas.

No capítulo 3 apresentam-se alguns tópicos relevantes sobre análise não linear. Esses tópicos referem-se à análise não linear local (modelo constitutivo e algoritmo de retorno) e à análise não linear global.

Após a apresentação da formulação do problema, descrevem-se no capítulo 4 dois procedimentos de solução dos problemas de acoplamento com fluxo monofásico e fluxo bifásico (sendo o primeiro procedimento dito totalmente acoplado e o segundo conhecido como *staggered*).

No capítulo 5 efetua-se a validação do modelo numérico determinístico através de alguns exemplos. Apresentam-se algumas comparações entre os resultados obtidos com os procedimentos numéricos descritos nos capítulos anteriores com soluções analíticas.

Após a apresentação dos procedimentos utilizados para análise segundo comportamento determinístico, descrevem-se no capítulo 6 alguns tópicos para possibilitar a análise estatística dos problemas tratados nesse trabalho. Para isso, apresentam-se alguns conceitos fundamentais da probabilidade e da estatística, bem como métodos para a obtenção das respostas estatísticas dos problemas de acoplamento. Apresentam-se métodos de simulação (Monte Carlo e Neumann) e um método de perturbação.

Após a apresentação dos métodos de análise, descrevem-se alguns itens relacionados à análise de confiabilidade. Esses itens descrevem os critérios utilizados nesse trabalho para verificação da instabilidade ou falha de poços de petróleo. Em conjunto com esse item apresenta-se um procedimento numérico para obtenção dos valores operacionais de pressão de fluido de perfuração considerando os comportamentos determinístico e probabilístico.

No capítulo 7 apresentam-se itens relativos à análise de sensibilidade, sendo apresentados tópicos gerais desse assunto, formulação específica para o estudo efetuado nesse trabalho e algumas comparações entre as respostas obtidas com esses métodos. Por fim apresentam-se alguns tópicos referentes à eficiência de cada método de análise.

Assim como para a análise determinística, apresentam-se no capítulo 8, exemplos de análise probabilística, verificando-se com eles as implementações efetuadas e os resultados gerados por cada método. Por fim, no capítulo 9, com base nos resultados obtidos, descrevem-se as conclusões do trabalho e algumas sugestões para trabalhos futuros.